

Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen3) : vers une sûreté renforcée

Jean-Luc Jacoud*, Françoise Ternon-Morin**,
Philippe Videlaine*

@ 86678

La prise en compte des accidents nucléaires majeurs (Three Miles Island, Tchernobyl) puis des attentats terroristes du 11 septembre 2001 a conduit à concevoir une nouvelle génération de réacteurs nucléaires plus sûre visant une meilleure acceptabilité sociétale tout en garantissant une amélioration des performances économiques. Sur la base de ces principes, plusieurs modèles de réacteurs de cette nouvelle génération dite génération 3 ont été développés ou sont en cours de développement. L'article présente les caractéristiques techniques de trois d'entre eux, illustrant la variété des stratégies de sauvegarde possibles : l'EPR du groupe EDF, l'AP1000 de Westinghouse et le VVER TOI de Rosatom.

1. Les objectifs de conception des réacteurs nucléaires de troisième génération

Les réacteurs de troisième génération (Gen3) sont des réacteurs évolutionnaires intégrant dès la conception le retour d'expérience des réacteurs de deuxième génération (Gen2) conçus dans les années 1970 ainsi que la prise en compte des accidents nucléaires majeurs : Three Miles Island en 1979 et Tchernobyl en 1986. De plus, suite aux attentats du 11 septembre 2001, les autorités de sûreté de la plupart des pays nucléarisés ont demandé que ce risque soit également intégré ; l'événement « impact d'un gros avion commercial » est donc pris en compte sur les réacteurs de génération 3 pour vérifier que les conséquences en sont acceptables. Enfin, après l'accident de Fukushima en mars 2011, les autorités de sûreté ont demandé aux concepteurs de vérifier la robustesse de leurs modèles à ce type

d'agressions externes et de mettre en place les mesures nécessaires si besoin. Les réacteurs Gen2, pour la plupart d'entre eux, ont été modifiés a posteriori pour prendre en compte le retour d'expérience de Fukushima par ajout de systèmes dédiés. Pour les réacteurs Gen3, il a été vérifié que leur conception était robuste vis-à-vis du risque « Fukushima » moyennant parfois quelques adaptations mineures.

La conception des réacteurs de troisième génération vise donc à l'atteinte d'un niveau de sûreté significativement renforcée en adoptant une démarche basée sur trois piliers principaux :

- une réduction de la probabilité d'accident avec fusion du cœur dit accident grave, à une probabilité inférieure à 10^{-5} par réacteur et par an toutes causes confondues, soit une probabilité 10 fois plus faible que celle relative aux Gen2 ;
- une réduction de l'impact sur la population en cas d'accident grave par la prise en compte de ces accidents dès la conception et

* Framatome. ** EDF (cf. biographies p. 79-80).

la mise en place de systèmes dédiés pour en limiter les conséquences, notamment le risque de rejets radioactifs vers l'environnement ;

- un renforcement de la protection contre les agressions externes (chutes d'avion, séisme, inondation, malveillance...).

Ces objectifs de conception visent par ailleurs à améliorer l'acceptabilité sociétale en garantissant une limitation drastique de l'impact radiologique des accidents, y compris d'un accident grave, et par conséquent de la zone de plan d'urgence.

Ces réacteurs prennent aussi en compte des objectifs d'amélioration des performances économiques :

- des objectifs de performance opérationnelle élevés, basés sur l'utilisation de techniques éprouvées et fiabilisées (disponibilité supérieure à 90 %) ;
- des arrêts pour rechargement courts ;
- une durée de fonctionnement ciblée d'au moins 60 ans.

À noter que les réacteurs de génération 4 (Gen4), satisfont aux mêmes critères de sûreté que les réacteurs Gen3, mais tendent en plus vers des objectifs de développement durable – en termes de ressources naturelles, notamment par l'utilisation du combustible (recyclage du plutonium, utilisation de l'uranium appauvri) –, et de non-prolifération.

Nom	Filière	Concepteur	Actif/Passif	Puissance électrique nette (MW)	Certification Acquis / En cours	Filiation
AP1000	PWR	Westinghouse (Toshiba)	Passif	~1 130	US, Chine, UK	AP600
CAP1400	PWR	SNPTC	Passif	~1 400	Chine	AP1000
APR1400	PWR	KEPCO	Actif	~1 450	Corée, EAU, USA	CE80+
AES2006 / VVER-TOI	PWR	AEP/Gidropress	Actif / Passif	~1 100 / 1 200	Russie, Biélorussie, Inde, Turquie, Finlande	VVER1000
HPR1000	PWR	CNNC-CGN	Actif / Passif	~1 100	Chine, UK	CNP300 à 1000 CPR1000
ATMEA1	PWR	AREVA ³ /MHI	Actif	~1 200	France ¹ , Canada ²	EPR/APWR
EPR	PWR	AREVA ³	Actif	~1 650	Finlande, France, Chine, UK, suspendue aux USA	N4/KONVOI
APWR	PWR	MHI	Actif	~1 620	Japon, suspendue aux USA	
ABWR	BWR	GE/Hitachi/Toshiba	Actif	~1 300	Japon, US, UK, Taïwan	BWR 6
ESBWR	BWR	GE	Passif	~1 530	USA	ABWR

1. Revue des Options de Sûreté : avis positif de l'ASN.

2. Évaluation préalable à l'autorisation de la conformité aux exigences réglementaires.

3. Aujourd'hui groupe EDF.

Tableau 1. Les différents modèles de réacteurs Gen3

Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen 3) : vers une sûreté renforcée

Sur la base des principes évoqués précédemment, plusieurs concepts de réacteurs Gen3 ont été développés, intégrant des systèmes de sauvegarde soit actifs, nécessitant en général une alimentation électrique, soit passifs n'utilisant que des phénomènes naturels (gravité, circulation naturelle) sans recours à des alimentations électriques de puissance, soit encore des concepts hybrides actif/passif.

Le Tableau 1 présente les concepts de réacteurs Gen3 en cours de certification et/ou en cours de construction. À noter que les processus de certification peuvent être sensiblement différents d'un pays à l'autre même s'il existe des initiatives d'harmonisation des réglementations internationales.

Dans la suite du texte, il a été choisi de détailler la conception de trois modèles de réacteurs Gen3 à eau pressurisée, représentatifs de ces différentes stratégies :

- le modèle EPR du groupe EDF (dont fait partie Framatome) de type essentiellement actif ;

- le modèle AP1000 de Westinghouse de type essentiellement passif ;
- le modèle VVER-TOI de Rosatom de type hybride actif/passif.

2. Le modèle EPR

2.1. Historique du modèle

Framatome et EDF, en coopération avec les principaux électriciens allemands, ont développé à partir de 1992 le modèle *European Pressurizer Reactor* (EPR) (Figure 1). Dès le début de la conception, ce développement a considéré les éléments suivants :

- Framatome et Siemens, ayant accumulé une expérience sur une centaine de tranches construites tant sur leur marché domestique qu'à l'export (soit plusieurs milliers d'années-réacteurs), ont délibérément fait le choix d'une conception évolutionnaire reposant sur des solutions éprouvées plutôt que d'une conception plus en rupture, avec par exemple l'intégration significative de systèmes passifs, mais



Figure 1. Vue d'ensemble du modèle EPR

Source : Framatome

ne bénéficiant pas de retour d'expérience significatif.

- Les considérations économiques ont poussé au choix d'un modèle de forte puissance permettant des économies d'échelle et particulièrement adapté pour les pays où le nombre de sites potentiels pouvant accueillir un réacteur est limité.

Ces choix furent confortés par les Directives Techniques pour la conception et la construction de la prochaine génération de réacteurs nucléaires à eau sous pression, appelées plus simplement Directives Techniques qui présentent l'avis du Groupe permanent chargé des réacteurs nucléaires (GPR) français concernant la philosophie et la démarche en matière de sûreté, ainsi que les exigences de sûreté générales à appliquer (elles furent adoptées en octobre 2000). Elles furent élaborées conjointement par les Autorités de sûreté française et allemande mais ne furent pas d'application officiellement outre-Rhin, les élections ayant

porté au pouvoir une coalition favorable à l'arrêt du nucléaire.

À ce jour, des réacteurs EPR sont en cours de démarrage en Chine (Taishan 1, couplé au réseau le 19 juin 2018, et Taishan 2), en Finlande (Okiluoto 3 – en instance de chargement du combustible) et en France (Flamanville 3 – en cours d'essais). Au Royaume-Uni, la construction de deux tranches (Hinkley Point C) a commencé après que le modèle EPR a suivi et achevé – le premier – le processus de certification britannique (*Generic Design Assessment*, GDA) mis en place pour le renouvellement du parc britannique.

Ce sont donc les autorités de sûreté de quatre pays différents qui ont délivré à ce jour des permis de construction au modèle EPR après une instruction poussée.

À noter que le modèle EPR a fait l'objet d'une évaluation de conformité aux exigences

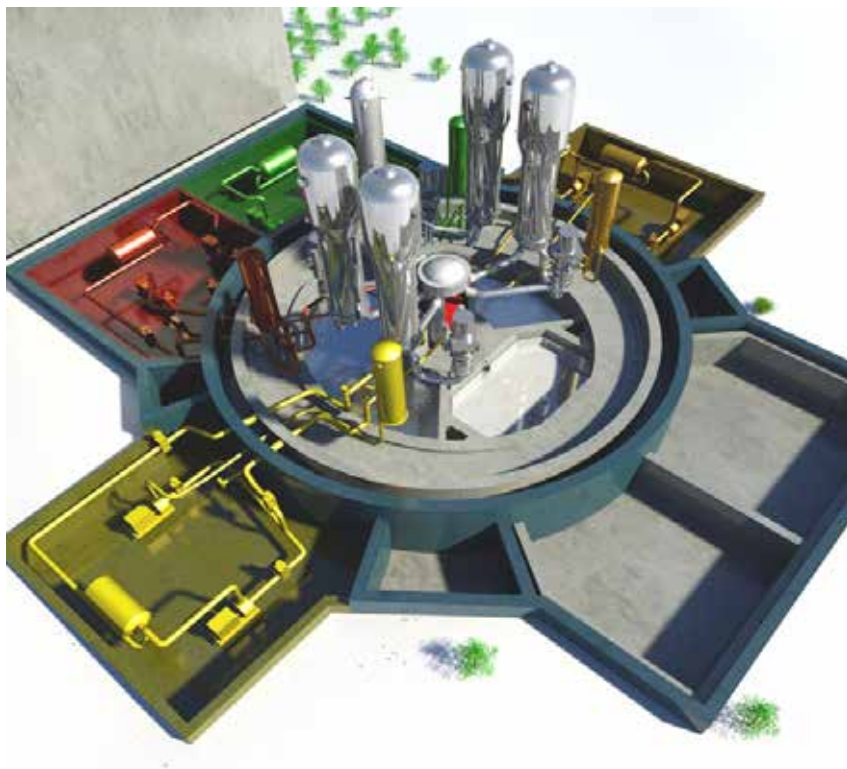


Figure 2. Vue du circuit d'injection de sécurité

Source : Framatome

Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen 3) : vers une sûreté renforcée

EUR (*European Utility Requirements*) qui a conduit à la remise du certificat EUR en juin 2009.

2.2. Principales caractéristiques du modèle

L'EPR est un réacteur évolutionnaire à eau pressurisée de forte puissance (~1 650 MWe) à 4 boucles primaires.

Le cœur du réacteur se compose de 241 assemblages, à section carrée, de 17X17 crayons combustibles de 14 pieds de hauteur active. Le cœur d'une puissance qui peut atteindre 4 590 MWth (conduisant néanmoins à une puissance linéique moyenne par assemblage modérée du fait de la taille du cœur) est conçu pour un enrichissement de combustible UO₂ jusqu'à 4,95 % et permet d'accommoder des cycles de 12 mois, 18 mois ou 24 mois. Devant répondre aux besoins du contexte français (la France a fait le choix d'un cycle fermé, le combustible irradié étant recyclé en combustible neuf), la conception est telle qu'il est également possible d'accommoder des gestions MOX (le combustible MOX composé de dioxyde de plutonium et de dioxyde d'uranium appauvri rentabilise le plutonium issu des combustibles usés retraité à la Hague) jusqu'à 50 % et, sous réserve de modifications limitées, jusqu'à 100 %.

L'architecture des systèmes de sauvegarde présente, pour les principaux d'entre eux (injection de sécurité, eau alimentaire de secours, alimentation électrique de secours par diesels) ainsi que pour leurs systèmes supports, une redondance d'ordre 4 (4 divisions : chaque division est l'ensemble des composants nécessaires pour assurer la fonction requise) assurant la disponibilité de la fonction même en cas de perte totale d'une division, y compris pendant l'indisponibilité d'une autre division pour maintenance.

À titre d'exemple le système d'injection de sécurité (Figure 2), appelé à être activé en cas de brèche (fuite ou rupture) sur le circuit primaire se compose de 4 trains séparés comprenant chacun un accumulateur (passif), une

pompe moyenne pression et une pompe basse pression assurant également après reconfiguration du système la fonction d'évacuation de la puissance résiduelle à l'arrêt. Un système de refroidissement automatique du circuit secondaire du réacteur conduisant à une dépressurisation du circuit permet de disposer rapidement de la pleine mesure des moyens d'injection de sécurité.

2.3. Déclinaison des objectifs des réacteurs Gen3

2.3.1. Réduire la probabilité de fusion du cœur

Les accidents graves sont généralement la conséquence de défaillances multiples de systèmes sollicités au cours d'une phase accidentelle de fonctionnement, les améliorations ont donc consisté à :

- réduire les sollicitations des systèmes en évitant les arrêts automatiques du réacteur par l'introduction de limitations (qui par exemple réduisent automatiquement la puissance si l'on se rapproche du seuil d'arrêt automatique du réacteur) ;
- augmenter le niveau de redondance, de diversification et de séparation physique des systèmes de sauvegarde garantissant par là même une disponibilité nettement accrue de ces systèmes en cas de besoin et donc l'assurance que la fonction pourra être remplie de manière fiable et efficace ;
- améliorer la prise en compte du facteur humain (l'importance du facteur humain a été particulièrement illustrée lors de l'accident de Three Miles Island) en augmentant les délais pour la réalisation d'actions opérateurs (l'augmentation de volume de certains équipements du circuit primaire comme le générateur de vapeur ou le pressuriseur renforcent l'inertie du réacteur) ou en améliorant l'interface entre les systèmes de conduite et les opérateurs (le retour d'expérience des réacteurs en exploitation et notamment des tranches N4, derniers réacteurs nucléaires construits en France dans les années 1990, qui disposaient déjà d'une conduite informatisée fournissant de précieux enseignements) ;

- prendre en compte de manière systématique les états d'arrêt dans la conception pour les analyses de sûreté ;
- renforcer la protection contre les agressions externes (voir ci-après au § 2.3.3) ;
- réaliser des études probabilistes de sûreté dès la phase de conception (et non seulement a posteriori pour vérifier l'atteinte des objectifs comme cela a été fait sur les Gen2) pour orienter les choix techniques (ainsi par exemple le choix de diversifier les équipements diesel appelés à fournir l'alimentation électriques de secours en cas de perte du réseau électrique, qui diffèrent entre eux par le niveau de tension, le mode de refroidissement, le niveau de puissance, les fournisseurs...).

2.3.2. Réduire l'impact sur l'environnement d'un accident grave

Parmi les options structurantes choisies à la conception, l'une des plus notables est le choix d'un traitement déterministe des accidents graves par la mise en place de dispositions dédiées.

Vis-à-vis des accidents graves, il existe en effet deux grands types de stratégies :

- l'une visant à tenter de retenir le corium dans la cuve et à assurer l'évacuation de la puissance d'abord hors de la cuve puis hors de l'enceinte de confinement (stratégie dite IVR pour *In-Vessel Retention*),
- l'autre visant à la stabilisation du corium hors de la cuve dans une zone dédiée et à assurer l'évacuation de la puissance hors de l'enceinte de confinement par un système dédié (stratégie dite EVR pour *Ex-Vessel Retention*).

La stratégie retenue sur l'EPR est la stratégie dite EVR.

- Le risque de fusion du cœur à haute pression qui pourrait conduire à des dégradations de l'enceinte est écarté par la mise en place de lignes de dépressurisations dédiées permettant de ramener rapidement la pression sous 20 bars.
- Le risque d'explosion d'hydrogène dans l'enceinte est traité par la mise en place de 47 recombineurs autocatalytiques passifs ;

au contact de ces recombineurs, l'hydrogène contenu dans l'enceinte est recombinaé avec l'oxygène en vapeur d'eau.

- Le corium est dirigé et refroidi de manière passive dans les premières heures de l'accident dans une pièce dédiée proche du puits de cuve, cette pièce étant recouverte d'une structure réfractaire empêchant l'interaction avec le béton.

- À terme, le refroidissement et le contrôle de la pression à l'intérieur de l'enceinte est assuré par un système dédié évacuant l'énergie à l'extérieur de l'enceinte.

- Les fuites éventuelles sont collectées et filtrées avant rejet à la cheminée, ce qui permet de limiter au maximum les rejets radiologiques dans ces situations extrêmes conformément aux objectifs ambitieux des réacteurs de génération 3.

2.3.3. Renforcer la protection contre les agressions externes

En ce qui concerne les agressions externes (séisme, chute d'avion, explosion, conditions climatiques extrêmes...) le renforcement est obtenu soit par des dimensionnements appropriés (pour le bâtiment réacteur, le bâtiment combustible et deux des bâtiments de sauvegarde notamment) soit par la séparation géographique (pour deux des bâtiments de sauvegarde, les bâtiments diesel), ce qui, couplé au degré de redondance, garantit qu'une agression même extrême (par exemple une chute d'avion) ne conduira pas à une perte totale des systèmes considérés.

Il est à noter que cette conception est également très efficace vis-à-vis des agressions internes : un incendie ou une inondation interne resteront circonscrits à une seule division.

Concernant la résistance au séisme, le séisme de dimensionnement considéré est de 0,25 g au niveau de l'accélération au sol en considérant différents types de sols (de sols mous à sols durs), cette valeur étant supérieure à celle exigée pour la plupart des sites européens potentiels.

Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen 3) : vers une sûreté renforcée

Pour un niveau de séisme plus élevé, la conception pourrait être adaptée.

En ce qui concerne la chute d'avion, un ensemble de voiles et de dalles de forte épaisseur et fortement ferrillées protège le bâtiment réacteur, le bâtiment combustible et deux des bâtiments des auxiliaires de sauvegarde (ceux qui ne sont pas protégés par leur séparation géographique). L'indépendance de cette structure vis-à-vis des bâtiments dont elle assure la protection est assurée via l'existence d'un espace libre entre les structures internes des bâtiments et cette coque avion, qui permet de garantir l'intégrité des structures internes des bâtiments vis-à-vis des vibrations induites par la chute d'avion (Figure 3).

Cette résistance élevée aux agressions externes prise en compte dès l'origine sur l'EPR fut soulignée par les Autorités de sûreté françaises lors des Évaluations Complémentaires de Sûreté réalisées sur tous les modèles de réacteurs après Fukushima, les évolutions

pour l'EPR se limitant à des mesures de renforcement de l'autonomie (réserves en eau par exemple).

3. Le modèle AP1000 de Westinghouse

3.1. Historique du modèle

Dans les années 1980, suite à l'accident de Three Miles Island et dans un contexte de concurrence avec les centrales fossiles au charbon et au gaz, la situation économique du nucléaire aux USA apparaissait très dégradée. Les exploitants nucléaires américains conscients de cet état de fait se sont mobilisés pour relancer le nucléaire. Dans ce contexte, Westinghouse en coopération avec l'organisme de recherche *Electric Power Research Institute* (EPRI) s'est engagé dans le programme *Advance Light Water Reactor* (ALWR), soutenu par l'*US Department of Energy* (DOE). Son objectif était de développer un concept de réacteur à la fois simple, sûr et économique qui réponde à la réglementation américaine (US NRC) d'une part et aux exigences des électriciens américains

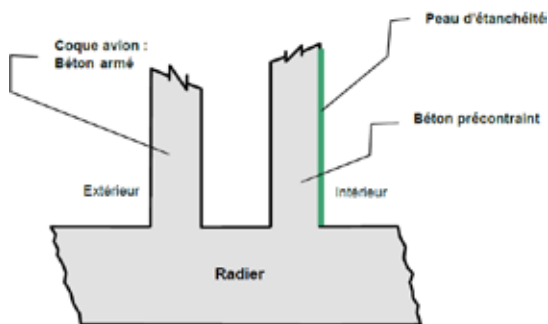


Figure 3a. Détail de la conception à double enceinte de confinement

Source : Framatome



Figure 3b. Vue en coupe du bâtiment réacteur EPR

Source : Framatome

décrites dans l'*Utility Requirement Document* (URD) d'autre part.

Westinghouse s'est orienté vers un concept de réacteur pressurisé à eau légère de type passif de 600 MWe, l'AP600 (*Advanced Power Plant*). Le concept à sûreté passif permet une simplification des systèmes grâce à la réduction de la quantité de matériels classés de sûreté (répondant à des exigences renforcées) ainsi qu'une limitation des actions opérateurs en situations post accidentelles.

Après plusieurs années d'études et d'essais sur maquettes, le modèle a été certifié par la NRC en 1998. Toutefois pour des raisons économiques, Westinghouse a choisi de ne pas engager la construction de réacteurs de type AP600 mais de faire évoluer son modèle en augmentant sa puissance (1 130 MWe) sans modification de l'empreinte au sol pour aboutir au modèle AP1000 (Figure 4).

À son tour le modèle a été certifié par la NRC une première fois en 2005 ce qui a permis le lancement des projets en Chine (Sanmen, Haiyang) puis une seconde fois en 2011 suite à des modifications de la conception, notamment pour tenir compte de la diversité des sols (de sols mous à sols durs) et pour renforcer sa protection contre les agressions externes. C'est la construction de ce modèle optimisé qui a été lancée en 2013 aux USA sur les sites de Vogtle et VC Summer. Il est également à noter que Westinghouse a fait le choix d'utilisation extensive de la conception modulaire pour le génie civil mais aussi pour les équipements électromécaniques afin de réduire le planning de construction.

À ce jour, la tranche 1 de Sanmen a été connectée au réseau (le 30 juin 2018) et devrait être mise en service commercial d'ici fin 2018. Aux USA, le projet de VC Summer a été abandonné en juillet 2017 suite aux difficultés financières rencontrées par Westinghouse ; en

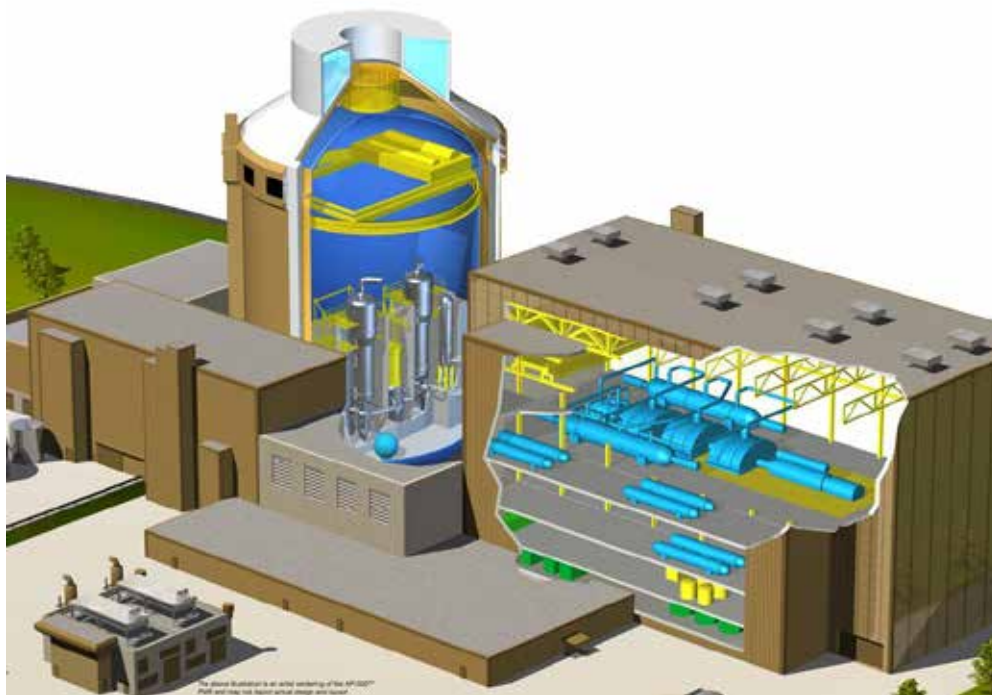


Figure 4. Vue d'ensemble du modèle AP1000

Source : Westinghouse

Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen 3) : vers une sûreté renforcée

revanche, le chantier des deux AP1000 à Vogtle se poursuit avec l'objectif de mettre en service respectivement la tranche 3 en novembre 2021 et la tranche 4 en novembre 2022.

Signalons par ailleurs que Westinghouse a soumis son modèle AP1000 (version 2005) à une évaluation de conformité aux exigences EUR rédigées par les exploitants européens et a obtenu le certificat en juin 2006.

Dans la perspective de construire des AP1000 sur le site de Moorside au Royaume-Uni, Westinghouse s'était également engagé dans le processus de licensing dit *Generic Design assessment* (GDA) et a obtenu la certification de son modèle en mars 2017.

On peut ajouter enfin que l'ingénierie chinoise SNPTC développe un modèle extrapolé de l'AP1000 de plus forte puissance (1 400 MWe), le CAP1400, dont la construction d'un prototype (deux tranches) pourrait être lancée sur le site de Shidaowan d'ici fin 2018 mais est toujours en attente de l'autorisation formelle de l'autorité de sûreté chinoise.

3.2. Principales caractéristiques du modèle

L'AP1000 est un réacteur à eau pressurisée à deux boucles primaires de type passif au sens où les systèmes pris en compte pour la démonstration de sûreté ne nécessitent ni action opérateur (dans les 72 premières heures) ni source d'énergie externe autre que des batteries.

Chaque boucle comporte deux branches froides et une branche chaude mais pas de branche en U intermédiaire entre le générateur de vapeur et la pompe primaire puisque les deux pompes primaires à rotor noyé, sont fixées directement sous la boîte à eau du générateur de vapeur (GV). Ces deux pompes, de technologie à rotor noyé, sont caractéristiques de ce modèle à ce niveau de puissance (Figure 5).

La cuve de l'AP1000 est très similaire, dans ses dimensions, à la cuve des REP 900 MWe du parc français, mais elle ne comporte pas

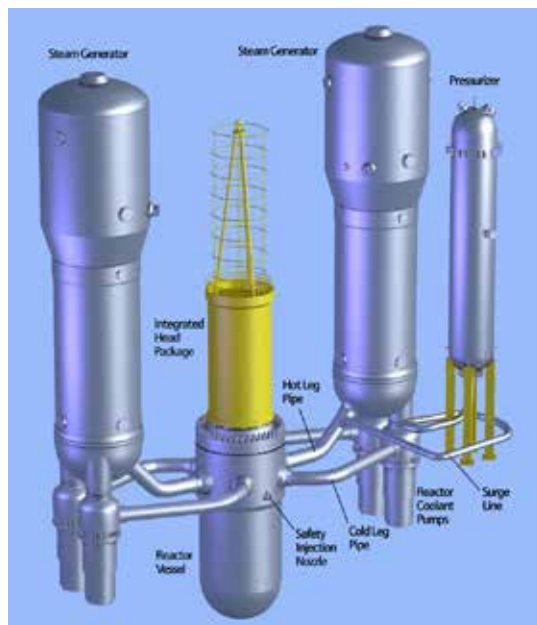


Figure 5. Schéma du circuit primaire à deux boucles

Source : Westinghouse

de joint soudé en zone de cœur ni de pénétrations en fond de cuve pour les tubes d'instrumentation cœur (comme pour le réacteur EPR, l'instrumentation cœur passe par le couvercle).

Quant au cœur du réacteur, il se compose de 157 assemblages de 17X17 de crayons combustibles de 14 pieds de hauteur active. Le cœur d'une puissance de 3 400 MWth est conçu pour un enrichissement de combustible UO_2 de 2,35 % à 4,8 % sur la base de cycles de 18 mois mais est capable d'accueillir du combustible MOX ou des cycles étendus à 24 mois.

3.3. Déclinaison des objectifs des réacteurs Gen3

3.3.1. Réduire la probabilité de fusion du cœur

L'AP1000 se distingue de la plupart des autres réacteurs Gen3 par l'adoption d'une

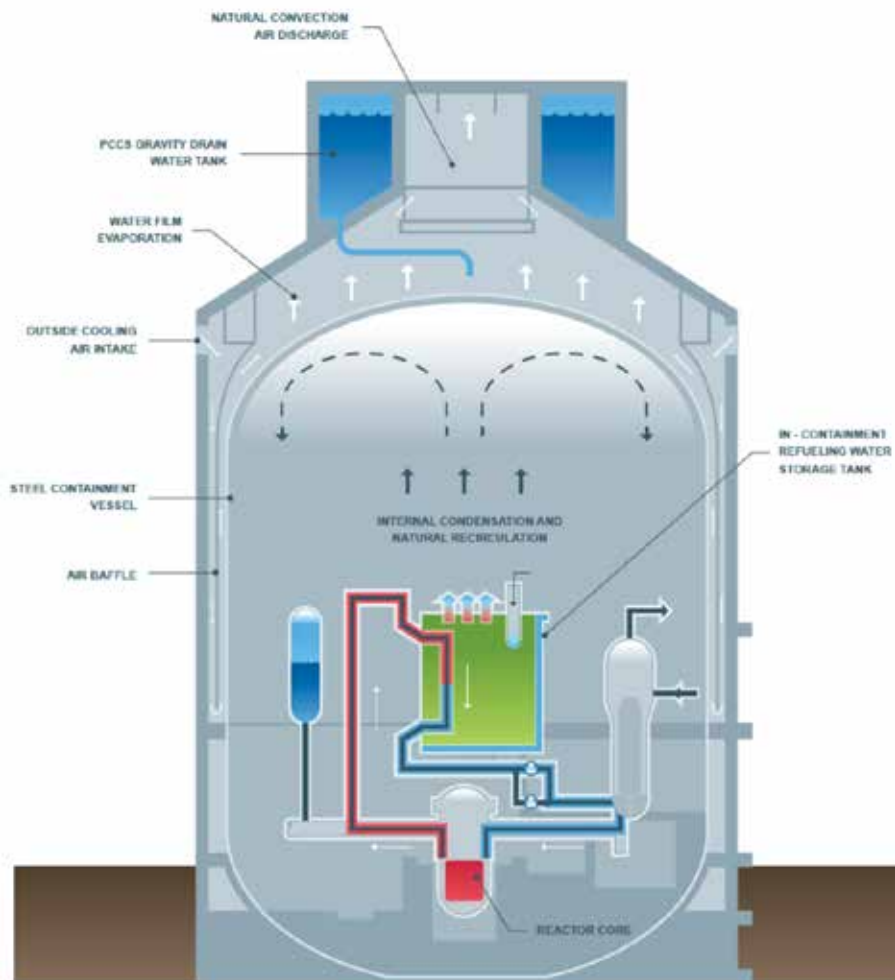


Figure 6. Principes de l'évacuation de la puissance résiduelle du cœur dans l'enceinte (évaporation-condensation) et hors de l'enceinte (aspersion externe et circulation d'air extérieur)

Source : Westinghouse

approche de sûreté passive consistant à faire reposer l'accomplissement des fonctions de sûreté sur des mécanismes physiques naturels (gravité, circulation naturelle et stockage d'énergie en batteries).

Cette conception permet en particulier de ne pas avoir de recirculation de fluide actif à l'extérieur de l'enceinte et de réduire la dépendance à l'action opérateur en situations post accidentelles.

À titre d'illustration de ce concept, l'évacuation de la puissance résiduelle en situations post accidentelles repose sur deux systèmes de sauvegarde fondamentaux : le refroidissement passif du cœur (PXS) et le refroidissement passif de l'enceinte (PCS) qui permettent d'évacuer de façon durable la puissance résiduelle hors du cœur puis hors de l'enceinte (par une double boucle d'échange d'énergie).

- L'évacuation de la puissance résiduelle hors du cœur lors des transitoires post incidentels ou accidentels où les moyens normaux sont indisponibles ou insuffisants est

assurée par un échangeur immergé (PRHR HX) situé dans le réservoir intérieur enceinte (IRWST) et parcouru en thermosiphon par du fluide primaire issu d'une branche chaude et réinjecté en branche froide. En cas de sollicitation prolongée, l'eau de l'IRWST va finir par entrer en ébullition et générer de la vapeur dans l'enceinte qui retourne via une gouttière dans l'IRWST après condensation en face interne de l'enceinte métallique refroidie par le système PCS.

- L'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte nécessite un refroidissement externe assuré par l'aspersion gravitaire de l'eau contenue dans le réservoir (PCCWST) intégré au sommet du bâtiment de protection de l'enceinte qui a une capacité suffisante pour assurer le refroidissement pendant les 72 premières heures qui suivent l'accident. Au-delà et selon le niveau de la puissance résiduelle restant à évacuer, le réservoir PCCWST nécessite d'être réalimenté par l'opérateur au moyen de l'eau du réservoir auxiliaire qui assure 4 jours d'autonomie supplémentaires ou encore par des réserves telles que l'eau d'incendie. Sur le long terme, la circulation de l'air via des ouvertures pratiquées dans le bâtiment de protection constitue la source froide ultime réglementaire de sûreté (Figure 6).

- En situation de brèches sur le circuit primaire, le maintien de l'inventaire en eau au-dessus du cœur est assuré par un système passif d'injection de sécurité. L'eau borée est injectée directement dans la cuve par deux piquages (*Direct Vessel Injection*, DVI) selon 3 niveaux de pression dans le circuit primaire :

- par les *Core Make up tanks* (CMT) qui sont reliés au circuit primaire, et donc capables d'injecter dès 155 bar ;
- par les accumulateurs (ACC) tarés à 48 bar sous azote ;
- par le réservoir IRWST lorsque le circuit primaire est dépressurisé à la pression de l'enceinte.

La vidange des CMT provoque automatiquement l'activation du système de dépressurisation automatique (ADS). Ce système est constitué de lignes de décharge piquées

au sommet du pressuriseur dont l'activation sur une indication de niveau d'eau dans les CMT permet une dépressurisation progressive du primaire, assurant ainsi la continuité des débits d'injection requis. Le volume d'eau délivré par l'IRWST (de l'ordre de 2 000 m³) est, par ailleurs, suffisant pour noyer le fond de l'enceinte jusqu'à une hauteur supérieure à celle des boucles primaires et assurer une recirculation naturelle en phase long terme par les lignes entre les puisards enceinte et la cuve.

3.3.2. Réduire l'impact sur l'environnement d'un accident grave

Comme tous les réacteurs Gen3, l'AP1000 tient compte par conception des accidents graves et par conséquent des moyens de mitigation pour confiner et refroidir le corium.

La stratégie retenue pour ce design est le concept de rétention du corium en cuve (*In Vessel Retention*, IVR) consistant à refroidir la cuve par l'extérieur et qui de ce fait ne nécessite pas de récupérateur de corium. La stratégie IVR repose sur la capacité suffisante d'échange de chaleur entre le corium et l'eau du puits de cuve qui circule par convection naturelle entre la cuve et son calorifuge spécialement aménagé. Cette eau se vaporise et est relâchée dans l'enceinte par quatre conduits situés au niveau des boucles.

La démonstration IVR est basée sur une justification probabiliste que le risque de fusion du cœur avec rupture consécutive de la cuve est suffisamment faible pour que l'objectif probabiliste de rejets vers l'environnement soit atteint. Cette démonstration a été acceptée par la NRC et dans une certaine mesure par l'Autorité de sûreté britannique (*Office for Nuclear Regulation*, ONR) dans le cadre du processus de licensing GDA mais l'ONR a demandé de poursuivre les actions de R&D sur le sujet compte tenu des incertitudes sur les phénomènes physiques en jeu.

En France, le sujet fait encore l'objet de nombreux débats d'experts, y compris du

côté de l'IRSN qui estime notamment que la démonstration est difficile à établir pour des puissances supérieures à 600 MWe.

Quant au risque d'explosion d'hydrogène (généralisé notamment par l'oxydation des gaines de combustible), il est géré par 62 igniteurs et par deux recombineurs auto-catalytiques disposés à l'intérieur de l'enceinte.

3.3.3. Renforcer la protection contre les agressions externes.

La conception du bâtiment de protection (*Shield building*, SB) de l'enceinte métallique de l'AP1000 a été modifiée (post certification 2005) pour prendre en compte la chute d'un gros avion commercial.

Tel que certifié fin 2005, le SB est constitué d'une structure en béton armé (non précontraint) avec liner interne sur la partie cylindrique et un dôme mince.

L'évolution proposée par Westinghouse dès 2007 pour aboutir à sa certification fin 2011 a essentiellement consisté à faire évoluer les

parties du SB susceptibles de subir un impact vers une structure de type modulaire en structures sandwich (acier/béton) tout en gardant les parties inférieures du fût en béton armé.

Concernant la résistance au séisme, le séisme de dimensionnement considéré est à 0,3 g selon une démarche de type séisme événement. Par ailleurs, la conception du modèle peut être adaptée à des niveaux de séisme plus élevés.

Les évaluations complémentaires de sûreté réalisées au titre du retour d'expérience de Fukushima ont montré que le modèle reste robuste face à des situations extrêmes du type Fukushima. Les modifications ne sont apportées que pour accroître la durée d'autonomie de la tranche et faciliter les interventions sur site après de tels événements.



Figure 7. Vue d'ensemble du modèle VVER-TOI

Source : Atomenergoproekt – brochure « VVER-TOI » Design

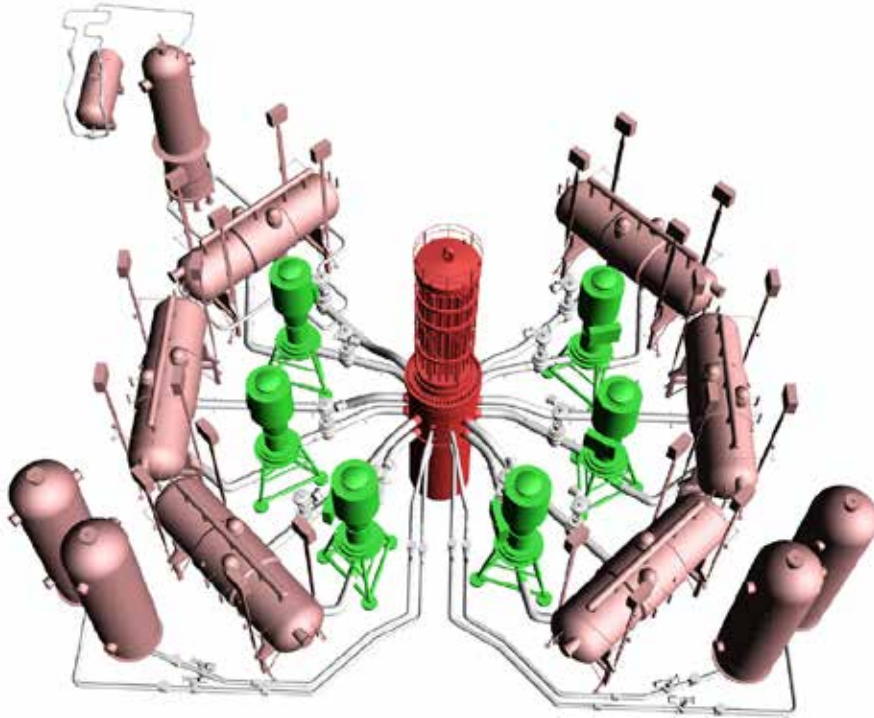


Figure 8. Configuration du circuit primaire du VVER-440

Source : Tamás János Katona, septembre 2011 – Long-Term Operation of VVER Power Plants

4. Le modèle VVER-TOI de Rosatom

4.1. Principales caractéristiques du modèle

Le VVER-TOI représente la dernière évolution des réacteurs de technologie russe VVER (Figure 7). Les VVER sont des réacteurs à eau pressurisée (REP) de technologie purement russe qui diffèrent sensiblement des REP occidentaux. Les principales différences concernent l'adoption d'un cœur composé d'assemblages combustibles hexagonaux assemblés selon un pas triangulaire, et de générateurs de vapeur (GV) à tubes en U horizontaux.

Ces choix technologiques ont été initialement dictés par la nécessité de réaliser un réacteur avec des composants compacts qui puissent être acheminés sur site par voie ferrée en utilisant le réseau existant (passage sous des tunnels étroits).

4.2. Historique des modèles VVER

4.2.1. Le VVER-440

La première série de réacteurs VVER, les VVER-440, étaient d'une puissance relativement limitée (440 MWe) et comportaient six générateurs de vapeur horizontaux. De ce fait leur circuit primaire a adopté une géométrie particulière avec les branches chaudes et les branches froides disposées à deux niveaux différents (Figure 8).

Ces premiers VVER présentaient une approche de sûreté relativement rudimentaire avec notamment l'absence d'enceinte de confinement (le réacteur et son circuit primaire sont enfermés dans des casemates en béton dites « hermétiques » ne permettant d'assurer le confinement que pour des brèches de diamètre inférieur à 32 mm), et l'absence de système de refroidissement de secours du cœur

(celui-ci étant alors assuré par le système de contrôle volumétrique et chimique (RCV)).

Leur niveau de sûreté s'est néanmoins progressivement amélioré, notamment suite aux évolutions apportées par l'exploitant finlandais IVO pour l'adapter aux critères de sûreté en vigueur en Finlande pour la construction de LOVIISA.

Malgré tout, le VVER-440 reste un modèle assez « rustique », d'un niveau technologique en retard sur les modèles occidentaux et économiquement non compétitif. C'est pourquoi dès les années 1970, la conception d'un VVER de plus grande puissance (1 000 MWe) a été lancée. Après quelques unités pilotes, la conception d'un modèle standardisé, le VVER-1000/V320, a été initiée avec l'ambition de représenter le standard pour le déploiement du parc électro-nucléaire soviétique.

4.2.2. *Le VVER-1000/V320*

Le VVER-1000 conserve la géométrie typique du circuit primaire des VVER avec un cœur à assemblages hexagonaux, des générateurs de vapeur horizontaux et des branches chaudes et froides sur deux niveaux différents. Cependant, la taille du cœur est augmentée pour accommoder l'augmentation de puissance et le nombre de boucles est ramené à quatre, avec des composants (GV et pompes) plus puissants, de façon à améliorer l'efficacité économique du modèle.

D'un point de vue sûreté, le VVER-1000 dispose désormais de systèmes analogues à ceux des REP occidentaux, avec notamment une enceinte de confinement avec peau d'étanchéité et des systèmes de sauvegarde similaires à ceux présents sur les REP occidentaux (4 accumulateurs, des systèmes d'injection de secours haute et basse pression avec 3 trains redondants, un système d'alimentation de secours des GV et un système d'aspersion de l'enceinte).

Dix-huit VVER-1000/V320 ont été construits en ex-URSS et quatre dans des pays satellites de l'ex-URSS. Mais en 1986, l'accident de

Tchernobyl a conduit à l'arrêt du programme nucléaire soviétique et à la mise sous cocon des centrales en cours de construction. Néanmoins les activités d'amélioration de la sûreté et la conception de nouveaux modèles se sont poursuivies.

4.2.3. *La modernisation des modèles VVER*

En 1988, le ministère de l'énergie et de l'industrie atomique (MINATOMENERGOPROM) lance le programme VVER-88 visant à rénover en profondeur le VVER-1000, en améliorant significativement son niveau de sûreté, fût-ce au détriment de la performance économique. Les principales modifications envisagées consistent à augmenter la redondance des systèmes de sauvegarde, à ajouter des systèmes de sauvegarde passifs ainsi que des systèmes dédiés à la gestion des accidents graves. La conception de l'enceinte évolue également vers une conception d'enceinte à double paroi avec système de filtration.

Ce modèle qui présente des améliorations significatives au niveau de la sûreté n'a jamais été construit du fait de son manque de performances économiques. Il a été néanmoins le point de départ des développements proposés en parallèle par les ingénieries de Moscou et Saint-Pétersbourg d'ATOMENERGOPROJECT (AEP).

Ces ingénieries ont en effet développé successivement des modèles de 1 000 MWe et 1 200 MWe, sur la base d'une chaudière commune mais avec une conception légèrement différente des systèmes de sauvegarde (bien qu'inspirées du projet VVER-88), reposant sur des systèmes actifs redondants secondés par des systèmes passifs.

Bien que les dernières versions de 1 200 MWe soient actuellement en cours de construction en Russie (Novovoronezh-II 1&2 (AEP Moscou) – unité 1 mise en service industriel le 2 mars 2017, Leningrad-II 1&2 (AEP Saint-Pétersbourg)) comme à l'export (Ostrovets 1&2 (AEP Saint-Pétersbourg)), ces derniers modèles – de l'aveu même de ROSATOM – ne présentent pas des niveaux de performances

Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen 3) : vers une sûreté renforcée

économiques comparables à ceux des réacteurs Gen3 occidentaux.

C'est pourquoi ROSATOM a lancé en 2009 le projet VVER-TOI, avec l'objectif d'optimiser la performance économique tout en poursuivant l'amélioration du niveau de sûreté. L'acronyme TOI signifie :

- *Typical* car ce nouveau modèle est destiné à devenir le standard russe pour les réacteurs Gen3 ;
- *Optimized* car ce modèle est une optimisation technico-économique des VVER-1200 ;
- *Information based* car le développement de ce modèle tire parti des technologies informatiques à travers toutes les phases du développement, mais également pour souligner le développement, dans le cadre de ce projet, d'un système de contrôle-commande de propriété intellectuelle russe (le contrôle-commande des VVER Gen3 était jusqu'à présent fourni par Siemens/Framatome).

Ce dernier modèle est aujourd'hui en cours de construction en Russie sur le site de Kursk (le premier béton de l'îlot nucléaire de l'unité 1 a été coulé le 29 avril 2018).

On peut signaler qu'après le modèle AES 92 évalué en 2006, c'est le VVER TOI qui est en cours d'évaluation de conformité aux EUR.

4.3. Déclinaison des objectifs des réacteurs Gen3

4.3.1. Réduire la probabilité de fusion du cœur

Le concept de sûreté du VVER-TOI repose sur des systèmes dits « actifs » secondés par des systèmes passifs, qui interviennent en cas d'indisponibilité ou de défaillance des systèmes actifs. L'existence et la valorisation de ces systèmes passifs diversifiés permet de réduire la redondance des systèmes actifs (deux trains redondants uniquement) et ainsi d'optimiser la performance économique du VVER-TOI.

4.3.1.1. Évacuation de la chaleur résiduelle

Dans les premiers instants suivant l'arrêt du réacteur, l'évacuation de la chaleur résiduelle est réalisée par les générateurs de vapeur.

Contrairement à la plupart des REP occidentaux qui utilisent un circuit ouvert d'alimentation de secours des GV, le VVER-TOI utilise un circuit fermé où la vapeur produite par le GV (qui n'alimente plus la turbine) est dirigée vers un échangeur où elle est condensée puis réinjectée dans le GV par une pompe. Ce système est constitué de deux boucles fermées (deux trains) connectées chacune à deux GV. Chaque boucle comporte un échangeur de chaleur (refroidi par un système auxiliaire) et une pompe et est capable d'évacuer 100 % de la puissance résiduelle du cœur.

Ce système à boucle fermée présente l'avantage de ne pas nécessiter de réservoir d'appoint dont l'autonomie est forcément limitée. En contrepartie il nécessite une étanchéité renforcée des lignes vapeur afin de limiter la perte d'inventaire en eau sur la partie secondaire, ce qui implique des exigences renforcées sur les systèmes d'isolement des lignes vapeurs et une augmentation des coûts associés à ces systèmes.

En complément du système actif de refroidissement de secours des GV, le VVER-TOI possède également un système passif d'évacuation de la chaleur résiduelle par les GV. Ce système est constitué de quatre boucles fermées (une boucle par générateur de vapeur) fonctionnant en circulation naturelle. Chaque boucle comprend deux échangeurs de chaleur refroidis à l'air. Ces échangeurs sont situés sur le pourtour de l'enceinte externe du bâtiment réacteur à une altitude suffisante pour permettre une circulation naturelle dans la boucle secondaire. Ces échangeurs sont par ailleurs installés dans des conduits permettant une circulation d'air par effet cheminée. Des volets situés de part et d'autre des échangeurs dans les conduits d'air permettent d'isoler ces derniers.

En fonctionnement normal, les volets sont maintenus fermés, empêchant la circulation de l'air autour des échangeurs. Les échangeurs sont néanmoins dans un état chaud compte tenu des fuites d'air résiduelles au niveau des volets. Les vannes sur le circuit entre l'échangeur et le GV sont ouvertes mais l'absence d'échange (significatif) de chaleur au niveau de l'échangeur empêche toute circulation dans ce circuit.

En condition accidentelle (en cas d'indisponibilité ou de défaillance du système actif correspondant) le contrôle-commande déclenche l'ouverture passive des volets et l'air commence à circuler autour des échangeurs. La circulation d'air à l'extérieur de l'échangeur permet alors de refroidir et condenser la vapeur qui se trouve à l'intérieur de l'échangeur. Le condensat se déverse alors naturellement dans le GV par gravité et une circulation naturelle est initiée dans le circuit fermé entre le GV et l'échangeur. Des volets de réglage asservis à la pression du circuit secondaire permettent de contrôler le débit d'air autour des échangeurs.

L'ensemble de ce système passif d'évacuation de la chaleur résiduelle est dimensionné pour permettre l'extraction d'environ 2 % de la puissance nominale (ce qui correspond à la puissance résiduelle environ ½ h après l'arrêt du réacteur) avec trois boucles en fonctionnement.

4.3.1.2. Maintien du volume d'eau au-dessus du cœur

Le maintien du volume d'eau au-dessus de cœur en cas de brèche sur le circuit primaire est réalisé par les systèmes dits d'injection de sécurité. Ces systèmes permettent l'injection d'eau borée dans le circuit primaire à partir de moyens actifs et passifs en fonction de la pression dans le circuit primaire.

Les systèmes actifs d'injection de sécurité consistent en deux sous-systèmes d'injection permettant d'injecter d'eau borée dans le cœur à différents niveaux de pression (haute

pression : < 79 bar et basse pression : < 21 bar). Chacun de ces sous-systèmes est constitué de deux trains indépendants et capables d'assurer chacun 100 % de la fonction requise.

Le système passif d'injection de secours est constitué de trois sous-systèmes permettant d'injecter de l'eau borée dans le cœur du réacteur à différents niveaux de pression.

Le premier de ces sous-systèmes est commun à l'ensemble des REP de deuxième et troisième génération et consiste en quatre accumulateurs remplis d'eau borée et pressurisés à l'azote. Ces accumulateurs, qui sont connectés au circuit primaire par des clapets, injectent passivement dès que la pression du circuit primaire descend en dessous de la pression de tarage de l'accumulateur (59 bar dans le cas du VVER-TOI).

Le deuxième de ces sous-systèmes est propre au VVER-TOI. Il est constitué de quatre trains indépendants. Chaque train comprend deux réservoirs connectés au circuit primaire par un système de clapets dimensionnés pour s'ouvrir lorsque la pression du circuit primaire descend en dessous de 15 bar. Ces réservoirs sont placés à une élévation supérieure à celle de la cuve du circuit primaire, et injectent de l'eau borée directement dans la cuve du réacteur par gravité. Le volume total d'eau borée contenu dans ces réservoirs permet une injection continue pendant au moins 24 heures.

Le troisième et dernier étage d'injection passive est constitué de 3 réservoirs supplémentaires (de 60 m³ chacun) par train permettant de prolonger la capacité d'injection passive jusqu'à 72 heures.

4.3.2. Réduire l'impact sur l'environnement d'un accident grave

4.3.2.1. Confinement et refroidissement du corium

La stratégie utilisée sur le VVER-TOI est du type EVR (*Ex Vessel Retention*).

Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen 3) : vers une sûreté renforcée

Son récupérateur de corium de type « creuset » consiste en une sorte de seconde cuve métallique placée sous la cuve du réacteur. Ce récupérateur est initialement rempli de matériaux sacrificiels visant à la fois à homogénéiser le corium, abaisser son point de fusion et améliorer sa conductivité thermique (par l'ajout de matériaux métalliques) pour permettre un refroidissement efficace. Par ailleurs la géométrie interne du récupérateur est optimisée pour une diffusion rapide du corium et pour augmenter l'interaction avec les matériaux sacrificiels.

Une fois le corium récupéré, un système de refroidissement permet à la fois de refroidir le récupérateur de corium lui-même et d'asperger également directement le corium par le dessus de façon à optimiser son refroidissement.

Par ailleurs, des recombineurs auto-catalytiques d'hydrogène sont disposés à l'intérieur de l'enceinte de confinement afin de gérer le risque d'explosion d'hydrogène.

4.3.2.2. Intégrité de l'enceinte de confinement

Sur le VVER-TOI, le maintien de l'intégrité de l'enceinte repose d'une part sur l'important volume libre à l'intérieur de l'enceinte et d'autre part sur le système d'aspersion de l'enceinte. Ce dernier système est un système actif (avec pompes) composé de deux trains indépendants, chacun étant capable d'assurer 100 % de la fonction.

4.3.3. Renforcer la protection contre les agressions externes

Le VVER-TOI, tout comme l'EPR, a retenu la solution d'une de confinement constituée d'une enceinte interne de 120 cm d'épaisseur et d'une structure de protection externe en béton renforcé, épaisse de 180 cm au niveau des murs externes et de 150 cm au niveau du dôme du bâtiment réacteur. Les deux enceintes sont séparées l'une de l'autre d'un espace de largeur suffisante pour permettre le découplage entre les deux enceintes.

L'enceinte interne assure la fonction de confinement, sa paroi interne est revêtue d'une peau métallique de 8 mm d'épaisseur permettant d'assurer son étanchéité. L'enceinte externe de forte épaisseur assure principalement le rôle de protection contre les agressions externes et prend en compte la chute d'un gros avion commercial.

Concernant la résistance au séisme, le bâtiment réacteur, qui abrite également les systèmes de sauvegarde actifs, est dimensionné pour un séisme conduisant à une accélération au sol de 0,25 g. La conception peut être adaptée pour des niveaux de séisme plus élevés, sans modification majeure de l'agencement général de la centrale.

5. Synthèse

Les modèles de réacteurs de génération 3 intègrent un retour d'expérience significatif accumulé lors de la conception et de l'exploitation des modèles de la génération précédente. Les enseignements tirés des accidents nucléaires majeurs ainsi que des actes terroristes récents ont également conduit à faire évoluer la conception des modèles pour accroître significativement leur niveau de sûreté. Ces évolutions ont conduit à réduire de façon notable le risque d'occurrence d'un hypothétique accident grave, ainsi que l'impact environnemental associé, en termes de rejets, notamment vis-à-vis de la population.

Ainsi, par conception, les réacteurs Gen3 restent, d'une façon générale, robustes face à des situations extrêmes du type Fukushima. Seules quelques modifications mineures ont été apportées notamment pour accroître la durée d'autonomie des tranches et faciliter les interventions sur site après de tels événements.

Sur la base des exemples de modèles de réacteurs à eau pressurisée présentés, on constate que la solution pour répondre à ces exigences de sûreté élevées n'est pas unique et que différentes réponses peuvent être apportées. En fonction des contraintes, tant géographiques

et climatiques, que concernant la gestion de la chaîne d'approvisionnement et de la main-d'œuvre locale, ainsi que des exigences réglementaires qui diffèrent d'un pays à l'autre, certaines solutions pourront être localement privilégiées ou devront s'adapter. Sur l'aspect réglementaire, on peut toutefois noter que des initiatives visant à harmoniser les approches se développent à l'international.

Dans le contexte actuel de lutte contre le réchauffement climatique, le nucléaire présente des atouts certains et a toute sa place auprès des énergies renouvelables (EnR) pour accompagner et réussir la transition énergétique.

Cependant, le choix de l'énergie nucléaire doit également se justifier en termes de compétitivité économique vis-à-vis des énergies fossiles auxquelles il se substitue et vis-à-vis des EnR en forte progression. Par le passé, en particulier en France, une approche « palier » telle que déployée par EDF a montré toute sa pertinence vis-à-vis de la rentabilité économique par effet de série.

C'est en intégrant tous ces paramètres que l'énergie nucléaire demeurera un choix stratégique, pour une électricité décarbonée toujours plus fiable, sûre et compétitive.



Le Conseil Français de l'Énergie a publié les actes du 7^e Forum Européen de l'Énergie qui s'est tenu les 7 et 8 juin à Paris sur le thème :

Le pétrole et le gaz dans la transition énergétique mondiale



Plus de 70 participants et des orateurs venus de Russie, d'Arabie Saoudite, d'Algérie, de Norvège ou encore des États-Unis étaient réunis autour de la question de l'évolution des industries du pétrole et du gaz dans un contexte de transition bas carbone.

Après avoir étudié la demande de pétrole et de gaz au niveau mondial et mieux apprécié la pertinence des prévisions de plus ou moins grande réduction de la consommation d'hydrocarbures, des représentants des compagnies internationales ou nationales (IOC et NOC) ont exposé leur vision et leur stratégie ; quelques pays exportateurs ont présenté leurs choix politiques dans ce contexte. Enfin, avant la table ronde finale, une discussion sur les investissements et leur financement a été particulièrement stimulante.

Pour en savoir plus, nous vous invitons à télécharger les actes depuis le site :

www.wec-france.org

ou à demander l'envoi d'un exemplaire papier à com@larevuedelenergie.com (dans la limite du stock disponible).